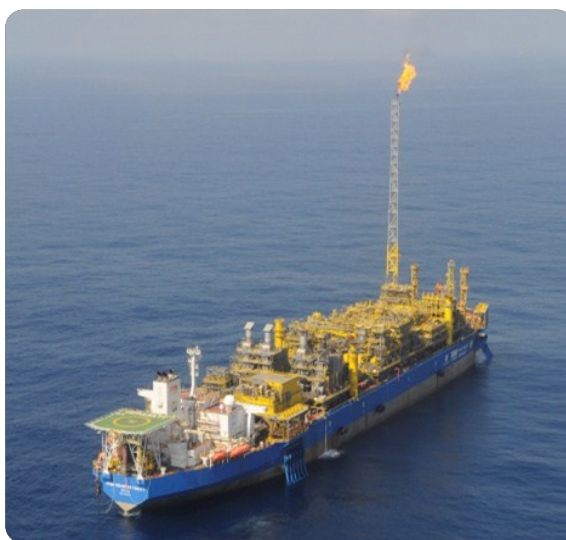




RESULTADOS

PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2014



*Um operador integrado de energia
focado na exploração e produção*

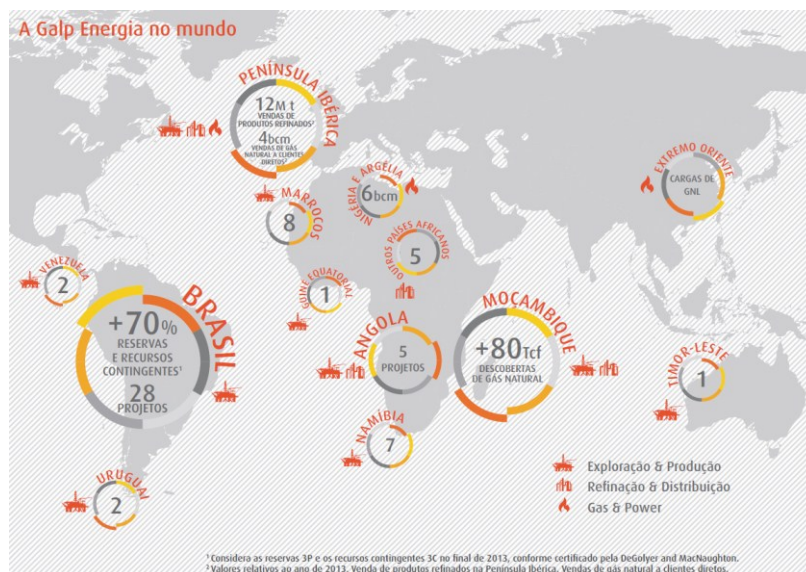
MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

GALP ENERGIA: ENERGIA EM DESENVOLVIMENTO

Quem somos

- Somos uma Empresa integrada de energia focada no negócio de exploração e produção, com um portefólio de ativos que permitirá um crescimento ímpar na indústria.
- Centramos a atividade de exploração e produção em três países de referência: Brasil, Moçambique e Angola.
- Temos negócios ibéricos resilientes que, com o seu *cash flow*, permitirão à Galp Energia manter uma capacidade financeira robusta.



A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia de referência, reconhecido pela excelência nas atividades de exploração e produção que desenvolve, e que entrega valor de forma sustentável.

A nossa estratégia

Reforçar as atividades de exploração e produção de forma a entregar um crescimento rentável e sustentável, apoiado por um negócio ibérico eficiente e competitivo, e com base numa capacidade financeira robusta.

Os nossos *drivers* estratégicos

- Maior foco na exploração.
- Desenvolvimento de projetos de produção de classe mundial.
- Capacidade financeira robusta.

As nossas vantagens competitivas

- Somos o porta-estandarte nacional.
- Estabelecemos parcerias duradouras de sucesso.
- Oferecemos conhecimento integrado.
- Beneficiamos de uma organização robusta e flexível.
- Adquirimos competências em alguns dos mais promissores projetos mundiais.

Para mais informações, consulte www.galpenenergia.com.

ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores	5
Atividades de Exploração & Produção	6
Desempenho operacional e financeiro	10
1. Envolvente de mercado	10
2. Desempenho operacional	11
2.1. Exploração & Produção	11
2.2. Refinação & Distribuição	13
2.3. Gas & Power	15
3. Informação financeira	17
3.1. Demonstração de resultados	17
3.2. Investimento	19
3.3. Cash flow	20
3.4. Situação financeira	21
3.5. Dívida financeira	21
4. Previsões de curto prazo.....	23
Ação Galp Energia	24
Informação adicional	25
1. Bases de apresentação da informação	25
2. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	26
2.1. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	26
2.2. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	26
3. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas	27
4. Eventos não recorrentes	27
5. Demonstrações financeiras consolidadas.....	30
5.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	30
5.2. Situação financeira consolidada.....	31

SUMÁRIO EXECUTIVO

No primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia continuou a implementar a sua estratégia focada no negócio de Exploração & Produção (E&P), com destaque para as atividades de exploração e desenvolvimento no Brasil e em Moçambique.

Nas atividades de exploração e avaliação, destaca-se a conclusão da perfuração do poço de exploração Pitú, que resultou na descoberta da primeira acumulação de petróleo e gás em águas profundas da bacia de Potiguar, no Brasil. Ainda no Brasil, a Galp Energia e seus parceiros continuaram com os trabalhos de avaliação, nomeadamente para otimizar o plano de desenvolvimento da área de Iara no bloco BM-S-11, na bacia de Santos.

Durante o trimestre, a Galp Energia prosseguiu com a execução de atividades relevantes de desenvolvimento. Na bacia de Santos, destacou-se a evolução dos trabalhos na área de Lula NE, onde a FPSO Cidade de Paraty (FPSO #2) produziu através de dois poços produtores. De salientar, no primeiro trimestre de 2014, a conclusão da instalação do primeiro sistema de *Buoyancy Supported Risers* (BSR), sendo esperado que os segundo e terceiro poços produtores permanentes iniciem produção no segundo trimestre de 2014, em linha com o plano definido previamente. A Galp Energia e seus parceiros antecipam que a FPSO #2 atinja a sua capacidade máxima de produção no quarto trimestre do ano, tal como inicialmente previsto.

O Ebitda *replacement cost* ajustado (RCA) no primeiro trimestre de 2014 foi de €265 milhões (m), ou seja, mais 5% do que no período homólogo de 2013. Para esta progressão contribuíram o aumento da produção *net entitlement* no negócio de E&P e o crescimento da atividade de supply & trading de gás natural liquefeito (GNL) no negócio de Gas & Power (G&P), que compensaram a diminuição dos resultados do segmento de negócio de Refinação & Distribuição

(R&D), que se deveu ao contexto de margens de refinação negativas no mercado internacional.

O resultado líquido RCA da Galp Energia no primeiro trimestre de 2014 foi de €47 m, menos €29 m que no primeiro trimestre de 2013, o que resultou principalmente do aumento das amortizações no negócio de R&D que se seguiu ao arranque do complexo de *hydrocracking*.

O investimento no trimestre foi de €197 m, dos quais cerca de 90% se destinaram a atividades de exploração e produção, nomeadamente de desenvolvimento no campo Lula, no Brasil.

No final de março de 2014, a dívida líquida era de €2.296 m, ou de €1.456 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. Nesta base, o rácio dívida líquida para Ebitda situou-se em 1,3x.

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2014

- A produção *net entitlement* de petróleo e gás natural no primeiro trimestre de 2014 foi de 24,6 kboepd, dos quais a produção no Brasil representou cerca de 70%;
- A margem de refinação da Galp Energia de \$1,1/bbl refletiu a evolução negativa das margens de refinação no mercado internacional, embora tivesse beneficiado do contributo do complexo de *hydrocracking*;
- O negócio de distribuição de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados na sequência de medidas de otimização de custos;
- As vendas de gás natural no período foram de 2.078 milhões de metros cúbicos (mm³), tendo a atividade de trading nos mercados internacionais representado cerca de 50% daquele volume.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Ebitda	253	265	12	4,8%
Exploração & Produção	92	104	13	13,8%
Refinação & Distribuição	57	36	(21)	(37,5%)
Gas & Power	104	122	17	16,7%
Ebit	148	130	(17)	(11,8%)
Exploração & Produção	60	68	8	13,2%
Refinação & Distribuição	(0)	(45)	(45)	s.s.
Gas & Power	88	104	15	17,5%
Resultado líquido	75	47	(29)	(37,9%)
Investimento	189	197	8	4,2%
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	926	1.456	530	57,2%
Dívida líquida incl. empréstimo à Sinopec para Ebitda	0,9x	1,3x	0,4x	s.s.

INDICADORES OPERACIONAIS

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	23,5	28,1	4,5	19,2%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,1	24,6	4,6	22,7%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	90,3	96,2	5,9	6,5%
Crude processado (kbbbl)	21.535	16.574	(4.961)	(23,0%)
Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	1,8	1,1	(0,7)	(38,8%)
Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	2,3	2,2	(0,0)	(0,7%)
Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	1.075	1.011	(64)	(5,9%)
Vendas de GN/GNL em <i>trading</i> (mm ³)	646	1.067	421	65,1%
Vendas de eletricidade à rede (GWh)	468	428	(40)	(8,6%)

INDICADORES DE MERCADO

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (USD/bbl)	112,6	108,2	(4,4)	(3,9%)
Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(2,0)	(2,0)	(0,1)	(3,5%)
Preço gás natural NBP do Reino Unido ³ (GBP/therm)	74,1	60,5	(13,7)	(18,5%)
Preço GNL para o Japão e para Coreia ¹ (USD/mmbtu)	17,9	18,3	0,4	2,3%
Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	2,0	(0,6)	(2,7)	s.s.
Mercado <i>oil</i> Ibérico ⁵ (mt)	13,9	14,0	0,1	0,7%
Mercado gás natural Ibérico ⁶ (mm ³)	9.567	8.502	(1.064)	(11,1%)

¹ Fonte: Platts.

² Fonte: Platts. Urals NWE Dated para crude pesado; Brent Dated para crude leve.

³ Fonte: Bloomberg.

⁴ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da nova margem de refinação *benchmark* vide "Definições".

⁵ Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para março de 2014.

⁶ Fonte: Galp Energia e Enagás.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Atividades de exploração e avaliação

BRASIL

No primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia concluiu a perfuração do poço de exploração Pitú, na bacia de Potiguar, tendo os resultados obtidos confirmado a descoberta anunciada em meados de dezembro de 2013. O poço Pitú revelou a primeira acumulação de petróleo e gás naquela bacia, abrindo um novo *play* no *offshore* do Brasil. O consórcio continuou a analisar os resultados obtidos com a perfuração e com o *drill stem test* (DST), com o intuito de definir o Plano de Avaliação da Descoberta para a área.

No bloco BM-S-8, o consórcio continuou com os trabalhos em preparação para a perfuração do poço de avaliação Carcará (Extensão), que está previsto que se inicie no quarto trimestre de 2014. O objetivo deste poço é averiguar o potencial de recursos no flanco da descoberta Carcará. O consórcio contratou o equipamento MPD (*Managed Pressure Drilling*), que permitirá perfurar os poços na área de Carcará com maior rapidez e segurança, enquanto continua a avaliar as opções para contratação de uma sonda de perfuração adequada às características do poço.

MOÇAMBIQUE

Em Moçambique, o consórcio iniciou a perfuração do poço de avaliação Agulha-2, na Área 4 da bacia do Rovuma. O objetivo deste poço é avaliar a descoberta de gás do poço Agulha-1, perfurado em 2013, nos intervalos Paleoceno e Cretáceo, no sul daquela área.

O consórcio prevê a perfuração de um poço de exploração no segundo trimestre de 2014, com potencial para um poço adicional, com o intuito de explorar novos prospetos identificados através da sísmica 3D adquirida naquela área, nomeadamente do prospecto Dugongo-1, anteriormente denominado Querimbas Este-1.

ANGOLA

Em Angola, o consórcio iniciou no primeiro trimestre de 2014 a perfuração do poço de avaliação Cominhos-2, no norte do bloco 32, com o objetivo de testar o reservatório no intervalo Oligoceno. Em caso de êxito, será perfurado no terceiro trimestre do ano um poço adicional, Cominhos-3.

MARROCOS

Enquanto operadora do projeto em Marrocos, a Galp Energia contratou no primeiro trimestre a sonda de perfuração *Ralph Coffman*, do tipo *jack-up*, com o objetivo de iniciar a perfuração do prospecto Trident em junho de 2014.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	E/A ¹	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil²						
BM-S-8	Carará (extensão)	14%	A	4T14	120	-
BM-S-24	Jupiter SW	20%	A	3T14	120	-
BM-S-24	Bracuhy NE	20%	A	4T14	120	-
Moçambique						
Rovuma	Agulha-2	10%	A	1T14	60	Em curso
Rovuma	Dugongo-1 ³	10%	E	2T14	60	-
Rovuma	Querimbas Central ⁴	10%	E	3T14	60	-
Angola						
Bloco 32	Cominhos-2	5%	A	1T14	60	Em curso
Bloco 32	Cominhos-3 ⁴	5%	A	3T14	60	-
Marrocos						
Tarfaya	Trident	50%	E	2T14	90	-

¹ E – Poço de Exploração; A – Poço de Avaliação.

² Petrogal Brasil: 70% Galp Energia; 30% Sinopec.

³ Anteriormente denominado por Querimbas Este-1.

⁴ Pendente dos resultados de poços anteriores.

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

BRASIL

Durante o primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia e os seus parceiros continuaram com os trabalhos de desenvolvimento do projeto Lula/Iracema de acordo com os prazos e custos definidos.

Na área de Lula NE, foi concluída em janeiro a ligação do segundo poço produtor à FPSO Cidade de Paraty através de um sistema de *risers* flexíveis. Como anunciado anteriormente, este poço foi desconectado no final do mês de março para ser instalado o segundo sistema de *Buoyancy Supported Risers* (BSR), o BSR Norte. Este sistema já se encontra na área onde se prevê a conclusão da sua instalação no segundo trimestre do ano.

Também no primeiro trimestre, foi concluída a instalação do primeiro sistema de BSR, o BSR Sul, assim como a ligação a este BSR dos segundo e terceiro poços produtores permanentes através de *risers* rígidos. A ligação à FPSO e o início de produção destes poços estão previstas no segundo trimestre de 2014, em linha com o plano definido previamente.

É expectável que a FPSO Cidade de Paraty atinja a capacidade máxima de produção no quarto trimestre de 2014, ou seja, 18 meses após a sua entrada em operação, tal como inicialmente previsto.

Em fevereiro de 2014, a FPSO Cidade de Paraty foi ligada ao gasoduto Lula-Mexilhão, estando previsto o início da exportação de gás natural durante o segundo trimestre de 2014.

Relativamente ao projeto de construção do gasoduto Lula-Cabiúnas, o consórcio recebeu no primeiro trimestre a licença ambiental, denominada licença “prévia”, e a licença de instalação *offshore*. O início da instalação *offshore* deste segundo gasoduto destinado à exportação de gás natural da bacia de Santos está previsto para o segundo trimestre de 2014. O gasoduto, cujo início de operações está previsto para 2015, terá uma capacidade de exportação de cerca de 15 mm³ de gás natural por dia.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

De destacar que os testes de longa duração (EWT) nas áreas de Lula Central e de Lula Sul, que produziram durante todo o trimestre através da FPSO Dynamic Producer e da FPSO Cidade de São Vicente, respetivamente, foram concluídos em abril.

Também de realçar é a evolução dos trabalhos de construção das unidades FPSO destinadas ao campo Lula/Iracema, que deverão entrar em operação nos próximos anos. Os trabalhos de instalação dos módulos *topsides* da FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) estão prestes a ser terminados no estaleiro da Brasfels, no Brasil, com uma taxa de execução de cerca de 90%. A FPSO deverá começar a produzir no quarto trimestre de 2014, na área de Iracema Sul, tal como previsto. As restantes FPSO, que ficarão afetadas às áreas de Iracema Norte, Lula Alto e Lula Central, com entrada em operação entre 2015 e o primeiro semestre de 2016, continuam a ser convertidas em estaleiros na China.

Os trabalhos relacionados com as restantes unidades de produção, as FPSO replicantes, continuam a decorrer de acordo com os prazos definidos. Já no início de abril, o casco da FPSO P-66 saiu da doca seca do Estaleiro do Rio Grande, no Brasil. Este foi o primeiro casco replicante das seis plataformas que estão em construção para o bloco BM-S-11. Com a saída do casco da FPSO P-66, serão deslocados blocos do casco da FPSO P-67 para a doca seca, provenientes da China. Cada uma destas unidades de produção terá uma capacidade de processamento de 150 mbopd e de 6 mm³ de gás natural por dia.

No primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia deu seguimento ao plano de desenvolvimento de poços da área de Lula/Iracema. Na área de Lula NE, foram realizadas atividades de completação em dois poços, um produtor e um injetor, e foi iniciada a perfuração de um poço produtor.

Na área de Iracema Sul, prosseguiu a perfuração como planeado, tendo sido concluída a perfuração de um poço injetor e de um poço produtor, e iniciada a

perfuração de outro poço injetor. De um total de dezasseis poços planeados para a área de Iracema Sul, nove já foram perfurados, estando o décimo em perfuração.

No primeiro trimestre de 2014, foi iniciada a perfuração do primeiro poço RDA (aquisição de dados do reservatório) na área de Iara. O objetivo destes poços é aumentar o conhecimento do reservatório, o que permitirá adaptar os equipamentos e infraestrutura às condições específicas de cada área. Este processo permite diminuir o risco associado ao plano de desenvolvimento da área.

Em junho está previsto o início de um EWT na área de Iara, através da FPSO Dynamic Producer. Prevê-se que este EWT tenha uma duração mínima de dois meses.

ANGOLA

No campo Tômbua-Lândana, foi perfurado um poço injetor e iniciada a perfuração de um poço produtor, durante o primeiro trimestre de 2014.

Já no segundo trimestre de 2014, o consórcio para a exploração do Bloco 32 tomou a decisão final de investimento para o desenvolvimento do projeto Kaombo. Estima-se que o projeto tenha uma capacidade de produção de 230.000 barris por dia e reservas de 650 milhões de barris. O projeto Kaombo irá desenvolver seis das 12 descobertas já realizadas no Bloco 32, com o início de produção previsto para 2017.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NA ÁREA DE LULA/IRACEMA

Projeto	Tipo de poços	Taxa de execução		
		Total planeados	Perfurados	Em curso
Lula 1	Produtores	6	6	-
FPSO Cidade de Angra dos Reis	Injetores	3	3	-
Lula NE	Produtores	8	5	1
FPSO Cidade de Paraty	Injetores	6	5	-
Iracema Sul	Produtores	8	5	-
FPSO Cidade de Mangaratiba	Injetores	8	4	1

DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

No primeiro trimestre de 2014, a cotação média do *dated* Brent desceu \$4,4/bbl em relação ao trimestre homólogo de 2013, para \$108,2/bbl. Esta evolução deveu-se à menor importação de crudes leves pelos EUA, associada ao aumento da produção local, o que aumentou a disponibilidade de crude na Europa e na Ásia.

No primeiro trimestre de 2014, a diferença entre o preço dos crudes pesados e leves foi de -\$2,0/bbl, em linha com período homólogo de 2013. Tal deveu-se ao facto de o preço dos crudes pesados também ter apresentado uma evolução negativa entre períodos, tendo sido afetado pela menor procura por parte dos mercados asiáticos.

MARGENS DE REFINAÇÃO

No primeiro trimestre de 2014, a margem *benchmark* da Galp Energia diminuiu \$2,7/bbl face ao primeiro trimestre de 2013, para -\$0,6/bbl. Esta evolução negativa foi influenciada pela descida de \$2,6/bbl das margens de *hydrocracking* e *cracking*, na sequência da diminuição do *crack* dos produtos, nomeadamente gasolina e gasóleo.

Com efeito, o *crack* da gasolina diminuiu \$5,1/bbl, devido à maior taxa de utilização das refinarias dos EUA, comparativamente com o período homólogo, o que levou à diminuição das oportunidades de exportação de produto das refinarias europeias para aquele país.

O *crack* do gasóleo desceu \$2,6/bbl, consequência da menor procura na Europa, bem como do aumento da oferta das refinarias dos EUA, Rússia e Médio Oriente.

MERCADO IBÉRICO

No primeiro trimestre de 2014, o mercado ibérico de produtos petrolíferos situou-se nos 14 milhões de toneladas (mt), mais 1% que no período homólogo de 2013.

Aquela evolução deveu-se à tendência do mercado espanhol, que subiu 1% no período, com o contributo do mercado de *jet*, que expandiu 3%, e do segmento das bancas marítimas, que registou uma melhoria de 22%. Importa salientar, no entanto, que o consumo de combustíveis rodoviários continuou a ser impactado pelo contexto económico adverso, e também pelo facto do período de Páscoa ter influenciado positivamente a procura em março do período homólogo de 2013, tendo a procura de gasóleo descido 1% e a de gasolina permanecido estável. Já o mercado português contraiu 3%, nomeadamente com o consumo de gasolina e de *jet* a descer 2% e 1%, respetivamente. No entanto, importa salientar que o consumo de gasóleo em Portugal aumentou 1% face ao período homólogo de 2013.

O mercado do gás natural na Península Ibérica recuou 11% face ao primeiro trimestre do ano anterior, para os 8.502 mm³. Esta descida deveu-se quer à redução do consumo no segmento elétrico, que resultou do aumento da produção hídrica e eólica, quer à redução do consumo nos segmentos industrial e residencial, resultante não só do atual contexto económico na Península Ibérica, mas também das temperaturas mais amenas em 2014 relativamente a 2013.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	23,5	28,1	4,5	19,2%
Produção de petróleo (kbopd)	21,1	26,9	5,8	27,7%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	20,1	24,6	4,6	22,7%
Angola	8,2	7,3	(0,8)	(10,3%)
Brasil	11,9	17,3	5,4	45,2%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	90,3	96,2	5,9	6,5%
Royalties² (USD/boe)	9,1	10,2	1,1	12,2%
Custo de produção (USD/boe)	11,2	13,1	1,9	17,1%
Amortizações³ (USD/boe)	18,0	19,2	1,2	6,6%
Ebitda	92	104	13	13,8%
Depreciações e Amortizações	31	36	5	15,1%
Provisões	-	(0)	(0)	s.s.
Ebit	60	68	8	13,2%

¹ Inclui produção de gás natural exportada (exclui gás natural consumido ou injetado).

² Com base na produção proveniente do Brasil.

³ Exclui provisões para abandono.

ATIVIDADE

No primeiro trimestre de 2014, a produção média de petróleo e gás natural *working interest* aumentou cerca de 19% face ao período homólogo de 2013, para 28,1 kboepd, dos quais 96% corresponderam a produção de petróleo.

No Brasil, a produção aumentou cerca de 45% face ao primeiro trimestre de 2013, para 17,3 kboepd, o que se deveu essencialmente à contribuição da área de Lula NE, no campo Lula. A FPSO Cidade de Paraty, que começou a produzir em junho de 2013, representou, com 4,5 kbopd, 26% da produção do Brasil, tendo beneficiado da conexão temporária do segundo poço produtor, através de um *riser* flexível. Os EWT nas áreas de Lula Central e Lula Sul também contribuíram para o aumento da produção no país, com uma produção conjunta de 2,6 kbopd.

A FPSO Cidade de Angra dos Reis produziu menos 16% que no período homólogo de 2013 devido às atividades de manutenção da FPSO, relacionadas

nomeadamente com a substituição das peneiras moleculares e com a substituição do *riser* flexível do poço P1. Com o início do ciclo de gás do poço WAG em junho de 2013, verificou-se um aumento da injeção de gás, tendo o gás consumido e injetado representado cerca de 70% do gás produzido no primeiro trimestre de 2014, face a 20% no período homólogo de 2013. Com efeito, a exportação de gás na área de Lula-1 diminuiu cerca de 60% face ao primeiro trimestre de 2013, passando de 2,2 kboepd para 0,8 kboepd.

Em Angola, a produção *working interest* diminuiu cerca de 0,9 kbopd, ou seja 7% face ao primeiro trimestre de 2013, para 10,8 kbopd, devido à menor contribuição do campo Kuito, no bloco 14, no seguimento da desmobilização da respetiva FPSO no final de 2013. Por outro lado, os campos BBLT e Tômbua-Lândana (TL) aumentaram a produção em 0,7 kbopd e em 0,1 kbopd, respetivamente, face ao período homólogo de 2013, devido à entrada em produção de novos poços.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

A produção *net entitlement* no primeiro trimestre de 2014 foi de 24,6 kboepd, um aumento de cerca de 23% face ao período homólogo de 2013, sustentada pelo aumento da contribuição do Brasil, que mais do que compensou a descida da produção em Angola. A produção *net entitlement* neste país diminuiu 10% face a 2013, para 7,3 kbopd, na sequência da diminuição da produção *working interest*, ainda que tenha sido parcialmente compensada pelo aumento das taxas de produção disponíveis na vertente do *cost oil*, ao abrigo dos contratos de partilha de produção (PSA).

A produção proveniente do Brasil representou cerca de 70% do total da produção *net entitlement*, face a 59% no período homólogo de 2013.

RESULTADOS

No primeiro trimestre de 2014, o Ebitda foi de €104 m, ou seja, um aumento de €13 m face ao período homólogo do ano anterior, o que se deveu essencialmente ao aumento de cerca de 23% da produção *net entitlement* e à subida do preço médio de venda de petróleo e gás natural no período.

O preço médio de venda foi de \$96,2/boe, face aos \$90,3/boe no primeiro trimestre de 2013. Esta subida deveu-se sobretudo ao facto de no período homólogo de 2013, o preço médio de venda ter sido impactado por uma sub-faturação de cerca de \$7 m. Excluindo este efeito, o preço médio de venda no primeiro trimestre de 2013 teria sido de \$94,2/boe.

Os custos de produção aumentaram cerca de €6 m face ao primeiro trimestre de 2013, para €21 m. Esta subida deveu-se à entrada em operação da FPSO Cidade de Paraty em junho de 2013, a qual ainda não

atingiu a sua capacidade máxima de produção, e também aos EWT nas áreas de Lula Central e Lula Sul, no Brasil. A subida dos custos de produção neste país foi parcialmente compensada pela diminuição dos custos em Angola, que foram por sua vez influenciados pela descida da produção, e pela desmobilização da FPSO Kuito em dezembro de 2013.

Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no primeiro trimestre de 2014 aumentaram cerca de \$1,9/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$13,1/boe.

Os outros custos operacionais registaram um aumento de cerca de €8 m, face ao primeiro trimestre de 2013, para €17 m, devido à revisão em alta dos prémios de seguro relativos à atividade no Brasil, decorrente do aumento da atividade e do investimento acumulado no país.

As amortizações, excluindo provisões para abandono, no primeiro trimestre de 2014, aumentaram cerca de €6 m face ao período homólogo de 2013, para €31 m. Esta evolução deveu-se ao aumento da base de ativos e da produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, a amortização unitária aumentou de \$18,0/boe no primeiro trimestre de 2013 para \$19,2/boe no primeiro trimestre de 2014.

No primeiro trimestre de 2014, as provisões para abandono foram de €5 m, face a €7 m no trimestre homólogo de 2013.

Deste modo, o Ebit do segmento de negócio de E&P aumentou €8 m face ao primeiro trimestre de 2013, para €68 m.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

2.2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	1,8	1,1	(0,7)	(38,8%)
Custo cash das refinarias (USD/bbl)	2,6	3,6	1,0	36,6%
Crude processado (kbbl)	21.535	16.574	(4.961)	(23,0%)
Vendas de produtos refinados (mt)	4,0	3,7	(0,3)	(8,2%)
Vendas a clientes diretos (mt)	2,3	2,2	(0,0)	(0,7%)
Exportações ¹ (mt)	1,0	0,6	(0,4)	(41,2%)
Ebitda	57	36	(21)	(37,5%)
Depreciações e Amortizações	49	72	23	45,7%
Provisões	8	9	1	8,1%
Ebit	(0)	(45)	(45)	s.s.

¹ Exportações do grupo Galp Energia, excluindo vendas para o mercado espanhol.

ATIVIDADE

PRIMEIRO TRIMESTRE

No primeiro trimestre de 2014, foram processados cerca de 16,6 milhões de barris de crude (mbbl), uma descida de 23% face ao período homólogo de 2013. O volume de crude processado foi afetado pela paragem geral planeada da refinaria de Sines para trabalhos de manutenção, que teve início no princípio do mês de março, bem como pelas más condições climáticas que afetaram o porto de Leixões e, consequentemente, a normal operação de algumas unidades da refinaria de Matosinhos. De destacar que o volume de matérias primas processadas, do qual o crude representou 82%, também foi afetado pela política de otimização do aparelho refinador face ao contexto de margens de refinação que caracterizou o período.

A taxa de utilização de 69% do complexo de *hydrocracking* deveu-se principalmente ao início da paragem geral da refinaria de Sines.

No primeiro trimestre de 2014, 84% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados, face a 73% no primeiro trimestre de 2013.

A produção de destilados médios (gasóleo e *jet*) representou 48% da produção total, face a 45% no período homólogo do ano anterior, enquanto as gasolinas e o fuelóleo representaram 20% e 17% da produção total, respetivamente. Os consumos e quebras no primeiro trimestre foram de 8%.

O volume de vendas a clientes diretos desceu 1% face ao primeiro trimestre de 2013 para 2,2 mt, refletindo as menores vendas na Península Ibérica, nomeadamente relativas a produtos químicos e bancas marítimas, o maior controlo do crédito a clientes, e também o facto de o primeiro trimestre de 2013 ter sido influenciado positivamente pelo período da Páscoa. As vendas a clientes diretos no período foram também impactadas pela descida dos volumes vendidos em África, que representaram 8% das vendas totais do período.

As exportações de cerca de 0,6 mt para fora da Península Ibérica representaram uma diminuição de 41% em relação ao primeiro trimestre de 2013, na sequência da menor disponibilidade de produto para exportação, em antecipação e no seguimento da paragem geral na refinaria de Sines. O fuelóleo, a gasolina e o gasóleo representaram 29%, 27% e 18%, respetivamente, das exportações.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

RESULTADOS

PRIMEIRO TRIMESTRE

O Ebitda do segmento de negócio de R&D baixou 37% em relação ao primeiro trimestre de 2013, para €36 m, na sequência da deterioração dos resultados da atividade de refinação.

No primeiro trimestre de 2014 a margem de refinação da Galp Energia foi de \$1,1/bbl, uma descida de \$0,7/bbl face ao período homólogo, na sequência da evolução negativa das margens de refinação nos mercados internacionais. O prémio face à margem de refinação *benchmark* foi de \$1,8/bbl.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de cerca de €43 m, em linha com o primeiro trimestre de 2013. Em termos unitários, os custos *cash* aumentaram \$1,0/bbl no primeiro trimestre de 2014 para \$3,6/bbl, na sequência do impacto dos custos associados à paragem geral da refinaria de Sines e da menor diluição de custos fixos, que resultou do menor volume de crude processado no período.

No primeiro trimestre de 2014, a atividade de distribuição de produtos petrolíferos manteve o seu contributo para resultados face ao primeiro trimestre de 2013, influenciados positivamente pelas medidas de otimização, nomeadamente na estrutura de custos.

As amortizações aumentaram €23 m para €72 m face ao primeiro trimestre do ano anterior, na sequência das amortizações relativas aos ativos do complexo de *hydrocracking*, que começou a ser amortizado no segundo trimestre de 2013.

As provisões foram de €9 m, em linha com o primeiro trimestre de 2013, e resultaram principalmente de imparidades de contas a receber, nomeadamente no negócio de distribuição de produtos petrolíferos.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de R&D foi negativo em €45 m, em comparação com o montante praticamente nulo do primeiro trimestre de 2013, na sequência da deterioração dos resultados da atividade de refinação e do aumento das amortizações no período.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

2.3. GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Vendas totais de gás natural (mm³)	1.721	2.078	357	20,7%
Vendas a clientes diretos (mm³)	1.075	1.011	(64)	(5,9%)
Elétrico	199	158	(41)	(20,7%)
Industrial	619	649	30	4,8%
Residencial	222	180	(42)	(18,9%)
Trading (mm³)	646	1.067	421	65,1%
Vendas de eletricidade à rede (GWh)	468	428	(40)	(8,6%)
Ebitda	104	122	17	16,7%
Depreciações e Amortizações	14	16	2	13,4%
Provisões	2	2	0	0,7%
Ebit	88	104	15	17,5%
Supply & Trading	51	67	17	32,9%
Infraestruturas	27	32	5	17,6%
Power	11	5	(6)	(53,7%)

ATIVIDADE

PRIMEIRO TRIMESTRE

Os volumes vendidos de gás natural atingiram os 2.078 mm³, uma subida de 21% face ao primeiro trimestre de 2013 que se deveu sobretudo ao aumento dos volumes de GNL transacionados no mercado internacional.

Os volumes vendidos no segmento de trading atingiram os 1.067 mm³, tendo sido efetuadas 13 operações de trading, face a oito no período homólogo de 2013. A atividade de trading de GNL foi suportada pelo estabelecimento de novas fontes de aprovisionamento, incluindo o maior recurso ao mercado *spot*. No primeiro trimestre de 2014, as cargas vendidas destinaram-se principalmente a mercados asiáticos, mas também à América Latina.

Os volumes vendidos no segmento elétrico desceram 21% face ao período homólogo, para 158 mm³, o que se deveu essencialmente ao aumento da geração de eletricidade por via hídrica e eólica em Portugal.

O segmento industrial atingiu vendas de 649 mm³, um aumento de 5% face ao período homólogo de 2013 para que contribuiu o portefólio de clientes em

Espanha. Este aumento compensou parcialmente a descida de 19% nos volumes vendidos no segmento residencial, que se situaram nos 180 mm³.

As vendas de eletricidade à rede foram de 428 GWh, ou seja, menos 40 GWh do que no primeiro trimestre de 2013, sob a influência negativa do menor contributo da cogeração na refinaria de Sines, cuja operação foi afetada pela paragem da refinaria, e pelo término das operações da cogeração Energin no final de 2013.

RESULTADOS

PRIMEIRO TRIMESTRE

O negócio de G&P registou um Ebitda de €122 m, €17 acima do verificado no primeiro trimestre de 2013.

A melhoria nos resultados deveu-se principalmente ao desempenho da atividade de supply & trading, nomeadamente de GNL nos mercados internacionais. O aumento dos volumes vendidos levou a que o Ebitda desta atividade tivesse atingido €70 m.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

Os negócios de infraestruturas reguladas e de power mantiveram a sua contribuição estável para o Ebitda, com um contributo de €52 m no período.

As depreciações e amortizações no segmento de negócio de G&P atingiram os €16 m no período, mais €2 m que no primeiro trimestre de 2013, no seguimento do início da operação da cogeração de Matosinhos no final do primeiro trimestre de 2013.

As provisões, nomeadamente respeitantes a imparidades por contas a receber, atingiram os €2 m.

Assim, o Ebit do segmento de negócio de G&P situou-se nos €104 m, uma melhoria de €15 m face ao primeiro trimestre de 2013.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Vendas e prestações de serviços	4.471	4.125	(346)	(7,7%)
Custos operacionais	(4.223)	(3.865)	(358)	(8,5%)
Custo das mercadorias vendidas	(3.889)	(3.490)	(399)	(10,3%)
Fornecimentos e serviços externos	(253)	(290)	37	14,8%
Custos com pessoal	(82)	(85)	3	4,0%
Outros proveitos (custos) operacionais	6	6	(0)	(2,3%)
Ebitda	253	265	12	4,8%
Depreciações e Amortizações	(95)	(124)	29	30,4%
Provisões	(10)	(10)	1	6,5%
Ebit	148	130	(17)	(11,8%)
Resultados de empresas associadas	18	17	(1)	(4,0%)
Resultados de investimentos	-	(0)	(0)	s.s.
Resultados financeiros	(37)	(42)	(4)	(11,4%)
Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	128	106	(22)	(17,5%)
Impostos ¹	(40)	(46)	6	14,5%
Taxa efetiva de imposto	31%	44%	12 p.p.	38,8%
Interesses que não controlam	(13)	(13)	0	1,8%
Resultado líquido	75	47	(29)	(37,9%)
Eventos não recorrentes	(7)	(16)	9	s.s.
Resultado líquido RC	68	31	(38)	(55,3%)
Efeito stock	(6)	(17)	(11)	s.s.
Resultado líquido IFRS	62	14	(49)	(77,8%)

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

PRIMEIRO TRIMESTRE

As vendas e prestações de serviços descenderam 8% face ao primeiro trimestre de 2013, para €4.125 m, sobretudo devido à diminuição do volume de vendas de produtos petrolíferos.

Os custos operacionais descenderam 8%, devido aos menores custos com mercadorias vendidas, resultado da paragem geral na refinaria de Sines, que afetou o volume de vendas de produtos petrolíferos no período. No entanto, este efeito foi parcialmente compensado pelo aumento dos custos com fornecimentos e serviços externos, que se deveu ao aumento dos custos variáveis relacionados com a atividade de produção de petróleo e gás natural, e

com a atividade de transporte de VGO entre as refinarias de Matosinhos e de Sines.

O Ebitda foi de €265 m, uma melhoria de 5% face ao período homólogo de 2013 que se deveu essencialmente ao aumento da produção de petróleo e gás natural no negócio de E&P e à mais robusta atividade de supply & trading no negócio de G&P.

O Ebit foi de €130 m, menos 12% que no primeiro trimestre de 2013, influenciado pelo aumento das depreciações e amortizações na sequência do aumento da produção e da expansão da base de ativos no Brasil, no âmbito do negócio de E&P, e do início da amortização do complexo de *hydrocracking* no negócio de R&D.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

Os resultados de empresas associadas foram de €17 m, em linha com o registado no primeiro trimestre de 2013. As participações nos gasodutos internacionais contribuíram com €13 m para os resultados do período.

Os resultados financeiros agravaram-se €4 m face ao período homólogo de 2013 e foram de €42 m negativos. Este agravamento deveu-se sobretudo ao facto de os juros relativos ao investimento no projeto de conversão da refinaria de Sines terem deixado de ser capitalizados a partir do segundo trimestre de 2013. Este efeito foi parcialmente compensado pela evolução favorável da rubrica diferenças de câmbio, que foi desfavorável em cerca de €5 m no período, face a um valor desfavorável de €16 m no período homólogo de 2013.

O imposto sobre o rendimento foi de €46 m, dos quais €27 m corresponderam a impostos relativos à

atividade de produção de petróleo e gás natural em Angola e no Brasil. A taxa efetiva de imposto foi de 44%, face a 31% no primeiro trimestre de 2013, no seguimento da maior relevância dos resultados do negócio de E&P nos resultados do Grupo.

Os interesses que não controlam representaram €13 m, em linha com o período homólogo de 2013.

Assim, no primeiro trimestre de 2014, o resultado líquido foi de €47 m, uma descida de €29 m face ao mesmo período de 2013.

O resultado líquido RC de €31 m foi afetado negativamente por eventos não recorrentes, em particular a imparidade de €12 m relacionada com a devolução da área de Biguá no bloco BM-S-8, no Brasil, e a provisão para o imposto de €5 m no seguimento da contribuição para o sector energético, aplicável em Portugal em 2014.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

3.2. INVESTIMENTO

€ m

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Exploração & Produção	154	178	24	15,5%
Atividades de exploração e avaliação	47	62	14	30,3%
Atividades de desenvolvimento e produção	107	117	10	9,0%
Refinação & Distribuição	32	10	(22)	(67,8%)
Gas & Power	2	7	5	s.s.
Outros	0	0	0	s.s.
Investimento	189	197	8	4,2%

PRIMEIRO TRIMESTRE

O investimento no primeiro trimestre de 2014 atingiu os €197 m, dos quais €178 m, ou seja, cerca de 90% do total, foram afetos ao negócio de E&P.

Do investimento no negócio de E&P, cerca de 65% destinou-se a atividades de desenvolvimento, nomeadamente no campo Lula/Iracema no bloco BM-S-11, no Brasil, em particular à perfuração de poços de desenvolvimento e à construção de unidades FPSO e de sistemas subaquáticos.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu cerca de €62 m no período, e destinou-se à conclusão das atividades relacionadas com o poço Pitú, na bacia de Potiguar no Brasil, e à perfuração do poço de avaliação Agulha-2, no sul da Área 4 em Moçambique.

O investimento nos negócios de R&D e G&P totalizou €18 m no primeiro trimestre de 2014. Destaca-se que o investimento no negócio de R&D, de €10 m, esteve relacionado com atividades ligadas à paragem geral da refinaria de Sines, que se iniciou em março, e também com o negócio de biocombustíveis.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Ebit	128	92
Dividendos de empresas associadas	-	-
Depreciações e amortizações	101	138
Variação de fundo de maneo	(229)	(111)
Cash flow gerado pelas atividades operacionais	(0)	120
Investimento líquido	(187)	(195)
Juros pagos e recebidos	(43)	(41)
Impostos	(48)	(25)
Dividendos pagos	-	-
Outros	90	17
Cash flow	(189)	(123)

PRIMEIRO TRIMESTRE

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais foi de €120 m, embora tenha sido afetado negativamente pelo aumento do fundo de maneo no período, no contexto da paragem geral planeada da refinaria de Sines.

Por outro lado, o investimento em ativo fixo, principalmente nas atividades de E&P, levou a que o *cash flow* do primeiro trimestre de 2014 tivesse sido negativo em €123 m.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2013	31 março, 2014	Variação vs. 31 dez., 2013
Ativo não corrente	6.883	7.014	131
Fundo de maneo	1.294	1.405	111
Empréstimo à Sinopec	871	840	(31)
Outros ativos (passivos)	(460)	(480)	(20)
Capital empregue	8.589	8.780	191
Dívida de curto prazo	373	344	(29)
Dívida de médio-longo prazo	3.304	3.154	(150)
Dívida total	3.677	3.498	(179)
Caixa e equivalentes	1.504	1.202	(303)
Dívida líquida	2.173	2.296	123
Total do capital próprio	6.416	6.483	68
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.589	8.780	191
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	1.302	1.456	155

A 31 de março de 2014, o ativo não corrente era de €7.014 m, mais €131 m que no final de 2013. Este aumento resultou do investimento realizado no primeiro trimestre de 2014, ainda que negativamente influenciado por amortizações e imparidades relacionadas com o negócio de E&P, nomeadamente

a imparidade de €12 m relacionada com a devolução da área de Biguá na bacia de Santos.

O capital empregue no final do período era de €8.780 m incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante a 31 de março de 2014 era de €840 m.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2013		31 março, 2014		Variação vs. 31 dez., 2013	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	147	1.839	144	1.835	(3)	(4)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	227	1.465	200	1.319	(27)	(146)
Caixa e equivalentes	(1.504)	-	(1.202)	-	303	-
Dívida líquida	2.173		2.296		123	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec	1.302		1.456		155	
Vida média (anos)	3,6		3,4		(0,20)	
Custo médio da dívida	4,4%		4,6%		0,2 p.p.	
Dívida líquida para Ebitda	1,9x		2,0x		0,1x	
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec para Ebitda	1,1x		1,3x		0,1x	

A dívida líquida a 31 de março de 2014 era de €2.296 m, um acréscimo de €123 m face à registada no final de dezembro de 2013, e que se deveu sobretudo ao investimento em ativo fixo no período, mas também ao investimento em fundo de maneo.

A dívida líquida ajustada era de €1.456 m no final do trimestre, considerando o empréstimo de €840 m concedido à Sinopec como caixa e equivalentes.

O rácio dívida líquida para Ebitda era, no final de março de 2014, de 1,3x, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

A 31 de março de 2014, 34% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. A dívida de médio e longo prazo representava 90% do total, em linha com o verificado no final de 2013.

No final do primeiro trimestre de 2014, o custo médio da dívida era de 4,6%, enquanto a dívida de médio e longo prazo tinha um prazo médio de 3,4 anos.

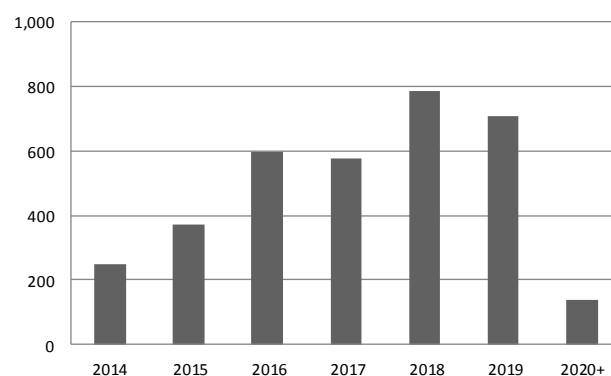
Cerca de 50% da dívida de médio e longo prazo tem vencimento a partir de 2018, de acordo com o objetivo de alinhar o perfil de reembolso da dívida com o perfil esperado de *cash flow* gerado pela Empresa.

A 31 de março de 2014, a caixa e equivalentes líquidos atribuíveis aos interesses minoritários era de €22 m, estando a maior parte deste montante contabilizado na subsidiária Petrogal Brasil.

No final do primeiro trimestre de 2014, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas mas não utilizadas de €1,3 bn. Deste montante, 25% estava firmado com bancos internacionais e 60% estava garantido contratualmente.

PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA A 31 DE MARÇO DE 2014

€ m



4. PREVISÕES DE CURTO PRAZO

Este capítulo do relatório tem como objetivo divulgar a visão da Galp Energia sobre algumas variáveis chave que influenciam o seu desempenho operacional no curto prazo. No entanto, nem todas estas variáveis são controladas pela Galp Energia, uma vez que algumas são exógenas.

ENVOLVENTE DE MERCADO

Durante o segundo trimestre de 2014, a Galp Energia antecipa que o preço do *dated* Brent desça ligeiramente face ao primeiro trimestre de 2014, nomeadamente no seguimento da abertura de alguns portos na Líbia, e da menor procura esperada na sequência do período de manutenção de algumas refinarias.

A margem de refinação *benchmark* no segundo trimestre de 2014 deverá registar uma subida face ao primeiro trimestre de 2014, no seguimento principalmente da evolução positiva do *crack* da gasolina, em antecipação ao início da *driving season* nos EUA. Também os *cracks* do gasóleo e do fuelóleo deverão ser sustentados pela expectativa de recuperação económica na Europa e pelo período de manutenção de algumas refinarias.

ATIVIDADE OPERACIONAL

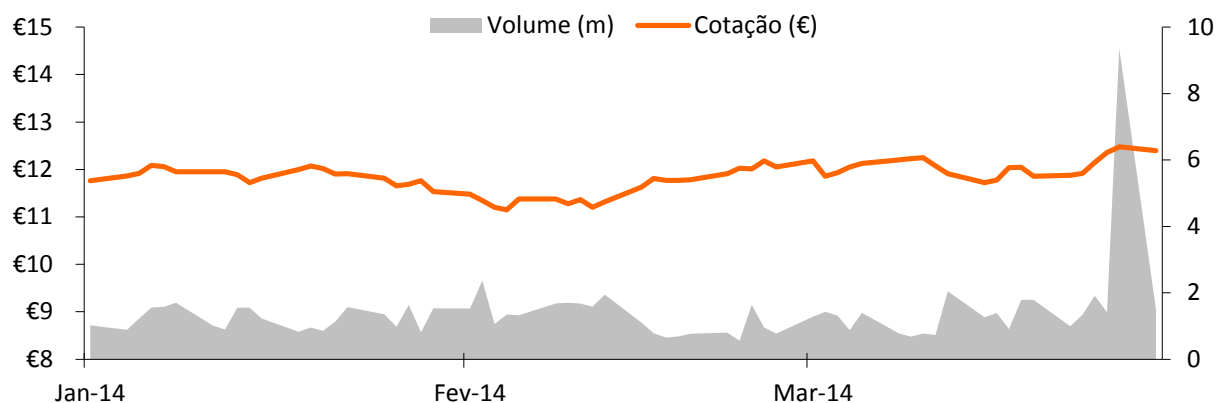
No segmento de negócio de E&P, a produção *working interest* de petróleo e gás natural no segundo trimestre de 2014 deverá atingir cerca de 26 kboepd. A produção deverá ser impactada negativamente pelo fim dos EWT nas áreas de Lula Sul e Lula Central, que contribuíram com uma produção de 2,6 kbopd no primeiro trimestre. Por outro lado, o impacto da desconexão do segundo poço produtor ligado à FPSO Cidade de Paraty no primeiro trimestre de 2014, que era de carácter temporário, deverá ser compensado pela ligação de dois novos poços produtores através da BSR Sul, prevista para o segundo trimestre. Em Angola, a expectativa é de declínio de produção, dada a fase de maturidade avançada dos projetos do Bloco 14.

No segmento de negócio de R&D, prevê-se que o volume de crude processado no segundo trimestre de 2014 continue a ser impactado pela paragem geral na refinaria de Sines. A paragem, que inclui o complexo de *hydrocracking*, deverá estender-se até ao início de maio. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos deverão aumentar no segundo trimestre de 2014, face ao período homólogo de 2013, devido à expectativa de uma recuperação ligeira da procura no mercado ibérico.

No segmento de G&P, antecipa-se que os volumes vendidos de gás natural no segundo trimestre de 2014 sejam inferiores aos registados no primeiro trimestre do ano, quando os volumes vendidos no segmento residencial beneficiaram do efeito de sazonalidade. A atividade de supply & trading de GNL deverá continuar a suportar os volumes vendidos no período, apesar de em menor escala que no primeiro trimestre.

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

PRIMEIRO TRIMESTRE

No primeiro trimestre de 2014, a ação da Galp Energia valorizou 5%, tendo encerrado o período a cotar em €12,54. A cotação mínima foi de €10,20. Desde a oferta pública inicial a 23 de outubro de 2006 até ao final de março de 2014, a ação Galp Energia valorizou cerca de 116%.

Durante o primeiro trimestre do ano, foram transacionadas cerca de 129 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 87 m na NYSE Euronext

Lisbon. Assim o volume médio diário total nos mercados regulamentados foi de 2,1 m de ações, dos quais 1,4 m na NYSE Euronext Lisbon.

Importa destacar que o volume foi positivamente influenciado no período pela colocação em mercado, pela acionista Eni, de uma participação correspondente a aproximadamente 7% do capital social da Galp Energia.

No final do primeiro trimestre de 2014, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €10,4 bn.

Principais indicadores		
	2013	1T14
Min (€)	10,76	10,20
Max (€)	13,40	12,60
Média (€)	12,19	11,86
Cotação de fecho (€)	11,92	12,54
Volume mercado regulamentado (m ações)	501,6	129,4
Volume médio por dia (m ações)	2,0	2,1
Do qual NYSE Euronext Lisbon (m ações)	1,3	1,4
Capitalização bolsista (€m)	9.881	10.395

¹ NYSE Euronext Lisbon.

INFORMAÇÃO ADICIONAL

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas e não auditadas da Galp Energia relativas aos trimestres findos em 31 de março de 2014 e de 2013 foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de março de 2014 e de 2013. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2014 e 31 de dezembro de 2013.

As demonstrações financeiras da Galp Energia são elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). A utilização deste critério de valorização pode originar volatilidade nos resultados em momentos de oscilação dos preços das

mercadorias e das matérias-primas através de ganhos ou perdas em *stocks*, sem que tal traduza o desempenho operacional da empresa. Este efeito é designado efeito *stock*.

Outro fator que pode influenciar os resultados da empresa sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp Energia, os resultados RCA excluem os eventos não recorrentes e o efeito *stock*, este último pelo facto de o custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas consumidas ter sido apurado pelo método de valorização de custo de substituição designado RC.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

2.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2013					Primeiro Trimestre	2014				
Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
239	9	247	6	253	Ebitda	241	22	263	2	265
92	-	92	0	92	E&P	104	-	104	0	104
40	12	51	6	57	R&D	5	29	34	2	36
107	(3)	104	0	104	G&P	128	(6)	122	0	122
0	(0)	0	0	1	Outros	4	-	4	0	4

2.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2013					Primeiro Trimestre	2014				
Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
128	9	136	12	148	Ebit	92	22	115	16	130
54	-	54	6	60	E&P	54	-	54	14	68
(18)	12	(6)	6	(0)	R&D	(76)	29	(47)	2	(45)
92	(3)	89	(0)	88	G&P	110	(6)	104	(0)	104
(0)	(0)	(0)	0	(0)	Outros	3	-	3	0	3

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

3. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

	Primeiro Trimestre			
	2013	2014	Var.	% Var.
Vendas e prestações de serviços RCA	4.471	4.125	(346)	(7,7%)
Exploração & Produção ¹	139	178	39	27,9%
Refinação & Distribuição	3.644	3.080	(564)	(15,5%)
Gas & Power	827	1.034	206	25,0%
Outros	24	28	3	14,0%
Ajustamentos de consolidação	(164)	(194)	(31)	(18,7%)

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €156 m no primeiro trimestre de 2014.

4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Exclusão de eventos não recorrentes		
Ganhos / perdas na alienação ativos	-	0,0
Write-off ativos	0,0	0,1
Imparidade de ativos	5,9	14,1
Eventos não recorrentes do Ebit	5,9	14,1
Outros resultados financeiros	-	-
Eventos não recorrentes antes de impostos	5,9	14,1
Impostos sobre eventos não recorrentes	(2,0)	(4,6)
Interesses que não controlam	(1,2)	(2,4)
Total de eventos não recorrentes	2,7	7,1

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Exclusão de eventos não recorrentes		
Venda de stock estratégico	-	(69,6)
Custo da venda de stock estratégico	-	66,7
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	0,1	0,0
Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,1)	(0,4)
Write-off ativos	0,4	0,2
Rescisão contratos pessoal	5,2	5,1
Provisão para meio ambiente e outras	0,3	0,1
Imparidade de ativos	(0,0)	(0,2)
Eventos não recorrentes do Ebit	5,9	2,0
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,1	-
Eventos não recorrentes antes de impostos	6,0	2,0
Impostos sobre eventos não recorrentes	(1,7)	(0,5)
Imposto contribuição sector energético	-	1,7
Interesses que não controlam	-	(0,1)
Total de eventos não recorrentes	4,3	3,1

GAS & POWER

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Exclusão de eventos não recorrentes		
Write-off ativos	(0,0)	-
Imparidade de ativos	(0,2)	(0,2)
Eventos não recorrentes do Ebit	(0,2)	(0,2)
Provisão para imparidade Investimento Financeiro (Energin)	-	2,8
Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,2)	2,6
Imposto sobre eventos não recorrentes	0,0	0,0
Imposto contribuição sector energético	-	3,5
Interesses que não controlam	-	(0,2)
Total de eventos não recorrentes	(0,1)	5,9

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

OUTROS

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Exclusão de eventos não recorrentes		
Rescisão contratos pessoal	-	0,0
Eventos não recorrentes do Ebit	-	0,0
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	-	(0,0)
Eventos não recorrentes antes de impostos	-	0,0
Impostos sobre eventos não recorrentes	0,1	-
Total de eventos não recorrentes	0,1	0,0

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Exclusão de eventos não recorrentes		
Venda de stock estratégico	-	(69,6)
Custo da Venda de stock estratégico	-	66,7
Acidentes Resultantes de Fenomenos Naturais e Indemniz. Seguros	0,1	0,0
Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,1)	(0,4)
<i>Write-off</i> ativos	0,4	0,2
Rescisão contratos pessoal	5,2	5,1
Provisão para meio ambiente e outras	0,3	0,1
Imparidade de ativos	5,7	13,7
Eventos não recorrentes do Ebit	11,7	15,9
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,1	(0,0)
Provisão para imparidade Investimento Financeiro (Energia)	-	2,8
Eventos não recorrentes antes de impostos	11,8	18,7
Impostos sobre eventos não recorrentes	(3,6)	(5,1)
Imposto contribuição sector energético	-	5,2
Interesses que não controlam	(1,2)	(2,7)
Total de eventos não recorrentes	6,9	16,1

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2013	2014
Proveitos operacionais		
Vendas	4.355	4.055
Serviços prestados	116	139
Outros rendimentos operacionais	27	21
Total de proveitos operacionais	4.498	4.215
Custos operacionais		
Inventários consumidos e vendidos	(3.898)	(3.579)
Materiais e serviços consumidos	(253)	(290)
Gastos com o pessoal	(87)	(90)
Outros gastos operacionais	(22)	(15)
Total de custos operacionais	(4.259)	(3.974)
Ebitda	239	241
Gastos com amortizações e depreciações	(101)	(138)
Provisões e imparidade de contas a receber	(10)	(11)
Ebit	128	92
Resultados de empresas associadas	18	17
Resultados de investimentos	(0)	(3)
Resultados financeiros		
Rendimentos financeiros	33	29
Gastos financeiros	(57)	(67)
Ganhos (perdas) cambiais	(16)	(5)
Rendimentos de instrumentos financeiros	3	1
Outros ganhos e perdas	(0)	(0)
Resultados antes de impostos	108	65
Impostos ¹	(34)	(35)
Imposto contribuição sobre sector energético	-	(5)
Resultado antes de interesses que não controlam	74	24
Resultado afeto aos interesses que não controlam	(12)	(10)
Resultado líquido	62	14
Resultado por ação (valor em Euros)	0,08	0,02

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m

	31 dezembro, 2013	31 março, 2014
Ativo		
Ativo não corrente		
Ativos fixos tangíveis	4.565	4.645
Goodwill	233	231
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.545	1.537
Participações financeiras em associadas	516	570
Participações financeiras em participadas	3	8
Ativos disponíveis para venda	-	-
Outras contas a receber ²	944	886
Ativos por impostos diferidos	271	279
Outros investimentos financeiros	25	28
Total de ativos não correntes	8.102	8.184
Ativo corrente		
Inventários ³	1.846	1.486
Clientes	1.327	1.350
Outras contas a receber	930	866
Outros investimentos financeiros	10	10
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	(0)	-
Caixa e seus equivalentes	1.503	1.202
Total do ativos correntes	5.616	4.913
Total do ativo	13.717	13.097
Capital próprio e passivo		
Capital próprio		
Capital social	829	829
Prêmios de emissão	82	82
Reservas de conversão	(284)	(259)
Outras reservas	2.680	2.680
Reservas de cobertura	(1)	(1)
Resultados acumulados	1.666	1.855
Resultado líquido do período	189	14
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.161	5.200
Interesses que não controlam	1.255	1.283
Total do capital próprio	6.416	6.483
Passivo		
Passivo não corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	1.465	1.319
Empréstimos obrigacionistas	1.839	1.835
Outras contas a pagar	545	549
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	338	344
Passivos por locações financeiras	0	0
Passivos por impostos diferidos	129	126
Outros instrumentos financeiros	2	0
Provisões	154	162
Total do passivo não corrente	4.471	4.336
Passivo corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	227	200
Empréstimos obrigacionistas	147	144
Fornecedores	1.510	874
Outras contas a pagar ⁴	937	1.054
Outros instrumentos financeiros	10	6
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	0	0
Total do passivo corrente	2.830	2.278
Total do passivo	7.302	6.614
Total do capital próprio e do passivo	13.717	13.097

¹ Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.

² Inclui empréstimo à Sinopec na componente de médio-longo prazo.

³ Inclui €316 m de stocks efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2014.

⁴ Inclui €131 m de adiantamentos relativos a stocks de terceiros a 31 de março de 2014.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

DEFINIÇÕES

Crack

Diferencial de preço entre determinado produto petrolífero e o preço do *dated* Brent.

EBIT

Resultado operacional.

EBITDA

Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.

EBT

Resultados antes de impostos e interesses minoritários

GALP ENERGIA, EMPRESA OU GRUPO

Galp Energia, SGPS, S. A. e empresas participadas.

MARGEM DE REFINAÇÃO *BENCHMARK*

A margem de refinação *benchmark* é calculada com a seguinte ponderação: 45% margem *hydrocracking* + 42,5% margem *cracking* de Roterdão + 7% Óleos Base de Roterdão + 5,5% aromáticos.

MARGEM *HYDROCRACKING* DE ROTERDÃO

Margem *Hydrocracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% Brent dated, +2,2% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% PM UL NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +8,9% LSFO 1% FOB Cg.; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$6,23/ton. Rendimentos mássicos.

MARGEM *CRACKING* DE ROTERDÃO

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% Brent dated, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,23/ton. Rendimentos mássicos.

MARGEM ÓLEOS BASE DE ROTERDÃO

Margem refinação Óleos Base: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34% ULSD 10 ppm NWE CIF, +4,5% VGO 1,6% NWE FOB cg, +14,0% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg.; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE.; Quebras: 7,4%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2014: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,23/ton. Rendimentos mássicos.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

MARGEM AROMÁTICOS DE ROTERDÃO

Margem aromáticos de Roterdão: -60% PM UL NWE FOB Bg, - 40,0% Nafta NWE FOB Bg., + 37% Nafta NWE FOB Bg., + 16,5% PM UL NWE FOB Bg + 6,5% Benzeno Roterdão FOB Bg + 18,5% Tolueno Roterdão FOB Bg + 16,6% Paraxileno Roterdão FOB Bg + 4,9% Ortoxileno Roterdão FOB Bg.; Consumos: - 18% LSFO 1% CIF NEW. Rendimentos mássicos.

REPLACEMENT COST (RC)

De acordo com este método, o custo das mercadorias vendidas é avaliado a *replacement cost*, isto é, à média do custo das matérias-primas no mês em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou no fim dos períodos. O *replacement cost* não é um critério aceite pelas IFRS, não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

REPLACEMENT COST AJUSTADO (RCA)

Além da utilização da metodologia *replacement cost*, os resultados ajustados excluem determinados eventos de carácter não-recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional.

Resultados – Primeiro trimestre de 2014

ABREVIATURAS:

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil

APETRO: Associação portuguesa de Empresas petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco

Bg: Barges

bn: *billion*, ou seja, mil m

boe: barris de petróleo equivalente

BSR: *Buoyancy Supported Risers*

Cg: Cargoes

CIF: Costs, Insurance and Freights

CMP: Custo Médio Ponderado

CORES: *Corporacion de reservas estratégicas de productos petrolíferos*

CO₂: Dióxido de carbono

D&A: Depreciações e amortizações

\$: Dólar dos Estados Unidos

DST: *Drill Stem Test*

E&P: Exploração & Produção

EUA: Estados Unidos da América

€: Euro

EWT: *Extended Well Test*

FCC: *Fluid Catalytic Cracking*

FOB: *Free on Board*

FPSO: *Floating, production, storage and offloading unit*

GNL: Gás natural liquefeito

G&P: Gas & Power

GWh: *Gigawatt hour*

IAS: International Accounting Standards

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IFRS: *International Financial Reporting Standards*

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

LSFO: *Low sulphur fuel oil*

k: mil

kbbbl: milhares de barris

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kboepd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mbbl: m de barris

mm³: m de metros cúbicos

mt: m de toneladas

NBP: *National Balancing Point*

NYSE: New York Stock Exchange

OTC: *Over-The-Counter*

PM UL: *Premium unleaded*

p.p.: pontos percentuais

PSA: Contrato de partilha de produção

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

RDA: *Reservoir Data Acquisition*

s.s.: sem significado

Tcf: *trillion cubic feet*

TL: Tômbua-Lândana

Ton: toneladas

ULSD CIF Cg: *Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes*

WAG: *Water alternating gas injection*

DISCLAIMER:

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp Energia" ou a "Sociedade") e pode ser alterado e completado.

Este relatório não constitui nem integra e não deve ser interpretado como uma oferta para vender ou para emitir nem como um convite à apresentação de ofertas para compra ou outra forma de aquisição de valores mobiliários emitidos pela Sociedade ou por qualquer das suas sociedades dependentes ou participadas em qualquer jurisdição ou como um incentivo para realizar atividades de investimento em qualquer jurisdição. Nem este relatório, ou qualquer parte dele, nem a sua distribuição constituem a base ou podem ser invocados em qualquer contexto, contrato ou compromisso ou decisão de investimento, em qualquer jurisdição.

O presente relatório pode conter declarações prospetivas. Declarações prospetivas são declarações que não estão relacionadas com factos históricos. As palavras "acreditar", "prever", "antecipar", "pretender", "estimar", "vir a", "poder", "continuar", "dever" e expressões similares geralmente identificam declarações prospetivas. Declarações prospetivas podem incluir declarações sobre: objetivos, metas, estratégias, perspetivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspetivas económicas e tendências do setor; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp Energia; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp Energia.

Neste relatório, as declarações prospetivas são baseadas em diversas suposições, muitas das quais são baseadas, por sua vez, em suposições, incluindo, sem limitação, a avaliação pela gestão das tendências operacionais, dados contidos nos registos da Sociedade e outros dados disponibilizados por terceiros. Embora a Galp Energia acredite na razoabilidade com que tais suposições foram realizadas, essas suposições encontram-se por inerência sujeitas a riscos significativos conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores importantes que são difíceis ou impossíveis de prever e estão fora do seu controle. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da Sociedade, os desenvolvimentos da indústria, as condições do mercado financeiro, a incerteza dos resultados dos projetos futuros e operações, planos, objetivos, expectativas e intenções, entre outros. Tais riscos, incertezas, contingências e outros fatores importantes podem conduzir a que os resultados reais da Galp Energia ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

A informação, opiniões e declarações prospetivas contidos neste relatório respeitam apenas à sua data e estão sujeitos a modificação sem necessidade de comunicação. A Galp Energia e os respetivos representantes, agentes, trabalhadores ou assessores não pretendem, e expressamente não assumem qualquer obrigação ou dever de, elaborar ou divulgar qualquer suplemento, adenda, atualizada ou revisão de quaisquer informações, opiniões ou declarações prospetivas contidas neste relatório com vista a refletir qualquer alteração, eventos, condições ou circunstâncias.

Galp Energia, SGPS, S. A.

Relações com Investidores

Tiago Villas-Boas, Diretor
Catarina Aguiar Branco
Cátia Lopes
Maria Borrega
Pedro Pinto

Contactos :

Tel: +351 21 724 08 66

Fax: +351 21 724 29 65

Morada: Rua Tomás da Fonseca, Torre A,
1600-209 Lisboa, Portugal

Website: www.galpenergia.com

Email: investor.relations@galpenergia.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL